Социально-экономические и гуманитарные науки

УДК 332.122

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

О.А. Суржикова, И.Е. Никулина

Томский политехнический университет
E-mail: Olga_Surzhikova@mail.ru

Раскрываются проблемы электроснабжения удаленных и малонаселенных регионов России и рассматриваются перспективы использования в таких зонах нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

На территории России даже в районах с развитой энергетической системой имеется значительное количество мелких изолированных потребителей. Наибольшее количество таких потребителей расположено в районах Сибири и Дальнего Востока.

Энергообеспечение таких регионов может быть осуществлено либо за счет централизованного электроснабжения, либо созданием децентрализованных зон. В первом случае требуется дорогостоящее строительство линий электропередач (ЛЭП) со всей инфраструктурой. По второму варианту наиболее распространенным источником электроэнергии являются стационарные и передвижные дизельные электростанции (ДЭС). Общая мощность ДЭС, например, в Томской области, превышает 10 МВт. На ДЭС в большинстве случаев установлено устаревшее, ненадежное и малоэкономичное оборудование с высоким удельным расходом топлива (500...600 г у.т./кВт·ч) [1–3].

Для определения экономической целесообразности подключения потребителей к системе централизованного электроснабжения учитываются электрические нагрузки потребителей, степень их удаленности от энергоисточника, тарифы на электроэнергию в системе энергосбыта, технико-экономические показатели ДЭС, стоимость дизельного топлива.

Основные расчетные формулы выводятся из условия равноэкономичности альтернативных вариантов электроснабжения [4].

$$З_{пр}^{ЛЭП} = З_{пр}^{ДЭС},$$

где $З_{пр}^{лэп}$ и $З_{пр}^{дэс}$ – приведенные затраты для вариантов подключения к энергосистеме и существующей схеме энергоснабжения соответственно.

$$З_{пр}^{ЛЭП} = Е\cdot(\kappa^{ЛЭП}\cdot L^{ЛЭП} + К^{ТП}) + И_{пост}^{ЛЭП} + И^{ТП} + т_{э}^{ЭС}\cdot W;$$

$$З_{пр}^{ДЭС} = Е\cdot\kappa^{ДЭС}\cdot N^{ДЭС} + И_{пост}^{ДЭС} + с_{т}^{ДЭС}\times + В_{т}^{ДЭС},$$

где Е – нормативный коэффициет эффективности капиталовложений; $\kappa^{лэп}$ и $\kappa^{дэс}$ – удельные капиталовложения соответственно в линии электропередач и дизельные электростанции; $К^{тп}$ – полные капиталовложения в трансформаторные подстанции; $L^{лэп}$ – длина распределительной ЛЭП; $И_{пост}^{лэп}$, $И^{тп}$, $И_{пост}^{дэс}$ – ежегодные издержки соответственно по ЛЭП, трансформаторным подстанциям и ДЭС, которые включают заработную плату, отчисления на амортизацию, текущий ремонт и прочие эксплуатационные затраты; $т_{э}^{эс}$ – тариф на электроэнергию в энергосистеме; W – потребность в электроэнергии с учетом потерь; $N^{дэс}$ – мощность ДЭС; $с_{т}^{дэс}$ – стоимость дизельного топлива у потребителя; $В_{т}^{дэс}$ – годовой расход топлива на ДЭС.

При выборе варианта создания децентрализованных зон электроснабжения существует множество проблем, главными из которых являются низкое качество электроэнергии, неоптимальность систем энергообеспечения, плохое техническое состояние энергоисточников, дальний транспорт топлива и зависимость от его поставок. В наиболее труднодоступных районах эта проблема усугубляется ограниченностью сроков сезонного завоза. Многозвенность и сезонность завоза топлива приводят к высоким потерям и его многократному удорожанию. У наиболее удаленных потребителей транспортная составляющая стоимости привозного топлива достигает 70...80 %.

Автономные энергоисточники в изолированных районах, как правило, являются либо вспомогательными цехами основного производства, либо муниципальными энергопредприятиями. В связи с

этим, для энергоснабжения населения из федерального и регионального бюджетов выделяются значительные средства на так называемый «северный завоз» топлива и покрытие кассового разрыва, вызванного необходимостью заблаговременного кредитования закупок и транспорта топлива.

Недостаток бюджетного финансирования в условиях экономического спада в стране ведет за собой недопоставки топлива, ставя тем самым изолированных потребителей на грань «энергетического кризиса».

Источники малой мощности, используемые для автономного энергоснабжения, как правило, имеют низкие технико-экономические показатели. В дополнение к этому, рост цен на топливо, увеличение транспортных тарифов (что особенно ощутимо в удаленных районах) приводят к высокой себестоимости производства электроэнергии и тепла. Совокупная стоимость производства электроэнергии при автономном электроснабжении в несколько раз выше, чем в среднем по энергосистемам и составляет 15 и более центов США/(кВт·ч) [5].

Мощность ДЭС, обеспечивающей изолированного электропотребителя, как правило, определяется «пиковой» потребляемой мощностью с 20...30 % запасом. «Пиковая» же потребность в электроэнергии ограничивается продолжительностью рабочего времени и светового дня. В остальное время суток и в выходные дни потребляемая мощность составляет проценты от заложенной мощности ДЭС. Особенности такого рода станций состоят в том, что снижение потребляемой мощности мало сказывается на количестве потребляемого топлива и на степени их изнашиваемости. Даже при условии режима «холостого хода» (при нулевой потребляемой мощности) расход топлива уменьшается всего на 15...20 % от режима «пиковой нагрузки», а степень изнашиваемости агрегата всего лишь на единицы процентов.

Большинство источников автономного энергоснабжения, особенно в северных районах, являются убыточными, т.к. себестоимость производства электроэнергии значительно выше тарифа, устанавливаемого для населения. Убыток, получаемый за счет продажи электроэнергии по цене ниже ее себестоимости, полностью покрывается бюджетными дотациями, направляемые для поддержания допустимого уровня тарифов на электроэнергию в изолированных населенных пунктах.

Кроме того, электроснабжение применяется достаточно широко в «неявном виде». В некоторых районах Сибири, даже при получении электроэнергии исключительно от малоэкономичных ДЭС, население в зимнее время для обогрева жилья активно использует электронагревательные приборы. Несмотря на высокие тарифы на электроэнергию, при отсутствии или низком качестве централизованного теплоснабжения электроотоплению часто просто нет альтернативы.

Проблемы энергоснабжения изолированных потребителей, обострившиеся из-за сложившейся в стране финансовой ситуации, требуют со стороны органов управления повышенного внимания. Однако проектными организациями разрабатываются схемы развития только районных энергосистем и энергоузлов, в то время как для многочисленных мелких изолированных потребителей вопросы энергообеспечения принимаются на уровне либо ресурсопользователей (промышленных предприятий, осуществляющих экономическую деятельность на данной территории и обеспечивающих содержание всей сопутствующей производственной и социальной инфраструктуры), либо региональных и муниципальных властей.

Удорожание органического топлива, рост транспортных тарифов на его доставку заставляют пересмотреть политику энергоснабжения этой категории потребителей, опираясь на имеющийся опыт использования временных технологий производства энергии, ориентируясь, прежде всего, на направления, обеспечивающие снижение потребления привозного топлива.

Помимо всего прочего, энергетика является одним из главных загрязнителей воздуха. Электростанции, работающие на традиционных видах топлива, вносят до 30 % объема загрязнений атмосферы, загрязняют землю и воду продуктами сгорания, сточными водами. Выделяющиеся газы в значительной степени связаны с парниковым эффектом, катастрофические последствия которого мировое сообщество пытается предотвратить сегодня с помощью механизмов Киотского протокола.

Таким образом, в России, как и в других странах, существует срочная потребность во внедрении энергосберегающих промышленных технологий и поощрении ускоренного развития экологически безопасных энергоресурсов.

Внедрение в регионе новых технологий, основанных на использовании природных возобновляемых ресурсов, может в значительной степени решить проблему энергообеспечения децентрализованных зон, снизить расходы бюджета на завоз топлива для дизельных электростанций, повысить надежность обеспечения населения электричеством и теплом.

В долгосрочной перспективе возобновляемые природные энергоресурсы (ВПЭР) будут доминировать в энергобалансе мира. Причина этого проста – другой альтернативы нет. Человечество определенно не может продолжать базировать свою жизнь на потреблении исчерпаемых источников энергии. Использование ВПЭР будет способствовать решению фундаментальных проблем устойчивого развития России, таких как: энергетическая безопасность России, энергетическая независимость регионов России, экономия топлива, сохранение здоровья населения и защита окружающей среды.

Использование ВПЭР соответствует общей стратегии устойчивого развития. Они помогают уменьшить зависимость от импорта энергии или позволяют избежать такой зависимости в странах, где потребности в энергии значительно увеличатся в будущем. Более того, ВПЭР могут улучшить конкурентоспособность отраслей промышленности и оказать положительное влияние на региональное развитие, а также занятость населения. Технологии возобновляемой энергетики могут быть с успехом применены для энергоснабжения удаленных регионов без необходимости строительства и обслуживания линий централизованного электроснабжения.

При одновременном улучшении энергоэффективности и рационального использования энергии ВПЭР могут обеспечить все потребности в энергии, которые сейчас покрываются за счет ископаемого топлива: тепло- и холодоснабжение, электроснабжение и топливо для транспорта [6].

EREC (European Renewable Energy Council – Европейский Совет по возобновляемой энергии), на основе предположений по ожидаемому ежегодному росту различных технологий, базируясь на опыте и накопленных знаниях, показал, что доля ВПЭР в энергобалансе мира может составлять до 50 % к 2040 г. Для достижения такой доли необходимо применение разумной и надежной политики поддержки ВПЭР, по крайней мере, в большинстве стран мира и регионов.

Политические меры, такие как выполнение Киотского протокола, учет внешних затрат при расчете стоимости энергии от традиционных источников энергии (ТИЭ), прекращения субсидирования экологически грязных ТИЭ и другие инициативы, должны быть использованы для того, чтобы эти предположения стали реальностью.

Если такие меры не будут приняты в большинстве стран, то применения ВПЭР будет затруднено. Но даже в этом случае, доля ВПЭР в общем энергобалансе мира будет около 27 %.

Для того, чтобы определить, какую долю энергии можно получить от ВПЭР до 2040 г., были сделаны оценки темпов развития этого процесса. Допущенные темпы развития существенно различаются в зависимости от применяемых технологий [6] (табл. 1).

Таблица 1. *Прогноз темпов использования ВПЭР в мире, %*

Источники энергии	1996–2001	2001–2010	2010–2020	2020–2030	2030–2040
Биоэнергетика	2	2,2	3,1	3,3	2,8
Крупные ГЭС	2	2	1	1	0
Малые ГЭС	6	8	10	8	6
Ветроэнергетика	33	28	20	7	2
Фотоэлектричество	25	28	30	25	13
Солнечное теплоснабжение	10	16	16	14	7
Солнечные электростанции	2	16	22	18	15
Геотермальная энергетика	6	8	8	6	4
Приливные, отливные электростанции	–	8	15	22	21

Табл. 1 показывает разные темпы роста для технологий ВПЭР, а также – взаимодополняемость типов возобновляемых источников энергии. Некоторые технологии возобновляемой энергетики будут развиваться более быстрыми темпами в течение следующих 20 лет, но затем их развитие существенно замедлится. Другие технологии нуждаются в дополнительных исследованиях для достижения точки прорыва, но затем будут развиваться быстро и стабильно, в основном, за счет снижения стоимости или технических инноваций.

Также, с точки зрения технических ограничений, разные темпы развития показывают и взаимодополняемость всех ВПЭР. Неравномерности прихода энергии ветра или Солнца не будут проблемой для энергоснабжения до тех пор, пока не будет достигнута их существенная доля в общем энергобалансе. Но к тому времени другие типы ВПЭР (малые ГЭС или морские технологии) смогут покрыть базовую нагрузку и существенные расходы.

При достижении высоких темпов роста доля ВПЭР в общем энергопотреблении составит около 50 % к 2040 г. [6, 7].

Такими возобновляемыми источниками электрической энергии могут быть геотермальные воды, солнечная энергия, энергия ветра и водного потока, энергия биомассы (дрова и торф).

Важнейшими достоинствами большинства природных возобновляемых энергоресурсов являются повсеместное распространение, практически неисчерпаемый потенциал и экологическая чистота. К основным недостаткам, ограничивающим их широкое применение, следует отнести относительно низкую энергетическую плотность, крайнюю изменчивость и «стартовую» затратность. Низкая удельная мощность приводит к увеличению массы и габаритов энергогенераторов, а изменчивость энергоресурса является причиной необходимости накопления и хранения энергии.

Оценка экономической целесообразности применения различных ВЭПР может быть проведена на имитационных моделях [4], предоставляющих возможность расчета различных режимов работы энергоисточников (ЭИ) на ВПЭР в зависимости от типа ЭИ и количества часов использования установленной мощности. Это может быть совместная работа ДЭС с ЭИ на ВПЭР, либо полное замещение ДЭС.

Основные расчетные формулы в общем виде [4]:

$$З_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}} = З_{\text{пр}}^{\text{ВПЭР}} + З'^{\text{ДЭС}}_{\text{пр}}; \qquad (*)$$

$$З_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}} = \text{Е} \times \kappa^{\text{ДЭС}} \times N^{\text{ДЭС}} + И_{\text{пост}}^{\text{ДЭС}} +$$

$$+ \text{c}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} \times + b_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} \times N^{\text{ДЭС}} \times \text{Т}^{\text{ДЭС}};$$

$$З_{\text{пр}}^{\text{ВПЭР}} = \text{Е} \times \kappa^{\text{ВПЭР}} \times N^{\text{ВПЭР}} +$$

$$+ H_{\text{ам}}^{\text{ВПЭР}} \times (1 + H_{\text{проч}}^{\text{ВПЭР}}) \times + \kappa^{\text{ВПЭР}} \times N^{\text{ВПЭР}},$$

где $З_{\text{пр}}^{\text{ВПЭР}}$, $З'^{\text{ДЭС}}_{\text{пр}}$ – приведенные затраты соответственно в вариантах строительства энергоисточника $\kappa^{\text{ВПЭР}}$ – удельные капиталовложения; $N^{\text{ВПЭР}}$ – мощ-

ность ЭИ на ВПЭР; $b_{\text{т}}^{\text{дэс}}$ – удельный расход топлива на ДЭС; $\text{Т}^{\text{дэс}}$ – число часов работы установленной мощности ДЭС; $H_{\text{ам}}^{\text{ВПЭР}}$, $H_{\text{проч}}^{\text{ВПЭР}}$ – доля отчислений от капиталовложений на амортизацию и прочих эксплуатационных расходов для ЭИ на ВПЭР.

Следует отметить, что в формуле (*) $\text{З}_{\text{пр}}^{\text{дэс}}$ и $\text{З}_{\text{пр}}^{\text{дэс}}$ различаются только топливной составляющей затрат, а именно количеством часов работы установленной мощности. Разницу составляет величина выработки энергоисточником на ВПЭР, которая определяет объемы вытеснения дизельного топлива:

$$\text{Т}_1^{\text{ДЭС}} \times N^{\text{ДЭС}} - \text{Т}_2^{\text{ДЭС}} \times N^{\text{ДЭС}} = \text{Т}^{\text{ВПЭР}} \times N^{\text{ВПЭР}},$$

где $\text{Т}_1^{\text{дэс}}$, $\text{Т}_2^{\text{дэс}}$ – число часов использования установленной мощности соответственно одного энергоисточника и в режиме совместной работы с источником на ВПЭР, $\text{Т}^{\text{ВПЭР}}$ – число часов использования установленной мощности энергоисточника на ВПЭР.

При этом объем вытесненного топлива, влияющий на эффективность применения ЭИ на ВПЭР, вычисляется по формуле

$$\text{В}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} = b_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} \times \text{Т}^{\text{ВПЭР}} \times N^{\text{ВПЭР}}.$$

Расчетная зависимость имеет вид

$$\kappa^{\text{ВПЭР}} = \frac{\text{с}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} \times \text{В}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}}}{N^{\text{ВПЭР}} \times (\text{Е} + H_{\text{ам}}^{\text{ВПЭР}} \times (1 + H_{\text{проч}}^{\text{ВПЭР}}))}.$$

Основной переменной модели, задаваемой диапазоном, является стоимость топлива для ДЭС. Для проведения исследований применяется несколько дискретных значений в зависимости от потенциала возобновляемых природных энергоресурсов. По результатам расчетов строятся зависимости – линии граничных значений удельных капиталовложений в энергоисточник на ВПЭР, при которых альтернативные схемы энергоснабжения равноэкономичны. Номограммы позволяют по экономическим показателям потребителей определить предпочтительность ДЭС либо совместной эксплуатации ДЭС с ЭИ на ВПЭР.

В случае если энергоисточник на ВПЭР по ресурсному потенциалу способен в течение всего одного года не только вырабатывать необходимое количество электроэнергии, но и покрывать максимум нагрузки потребителя, рассматривается полное замещение ДЭС и формула (*) приобретает вид

$$\text{З}_{\text{пр}}^{\text{ДЭС}} = \text{З}_{\text{пр}}^{\text{ВПЭР}}.$$

Расчетная зависимость выражается следующим образом [4]:

$$\kappa^{\text{ВПЭР}} = \frac{\text{Е} \times \kappa^{\text{ДЭС}} \times N^{\text{ДЭС}} + \text{И}_{\text{пост}}^{\text{ДЭС}} + \text{с}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}} \times \text{В}_{\text{т}}^{\text{ДЭС}}}{N^{\text{ВПЭР}} \times (\text{Е} + H_{\text{ам}}^{\text{ВПЭР}} \times (1 + H_{\text{проч}}^{\text{ВПЭР}}))}.$$

Полученные зависимости позволяют определить диапазон стоимостных показателей, в котором целесообразно применение ДЭС либо энергоисточника на ВПЭР.

Сопоставление стоимости электроэнергии от различных энергоисточников для удаленных населенных пунктов с общим энергопотреблением 50 кВт·ч/сут [8] показало, что использование микроГЭС значительно более эффективно, чем ветроэнергетических установок, дизель-генераторов, линий электропередач (ЛЭП) и солнечных батарей (табл. 2).

Таблица 2. *Сравнение стоимости электроэнергии от различных ЭИ [8]*

Энергоисточники	Стоимость электроэнергии $ US/(кВт·ч)
Фотоэлектрическая батарея	1,35
Линии электропередач	1,05
Дизель-генератор	0,8
Ветроэнергетические установки	0,5
МикроГЭС	0,22

Очевидно, что решение о целесообразности использования того или иного природного возобновляемого энергоресурса в том или ином районе должно быть обосновано экономически. Анализ энергоэффективности использования нетрадиционных видов энергии, может быть проведен только на основе системного подхода, учитывающего потенциал природного энергоресурса и современные технико-экономические возможности его использования. Окончательное решение по выбору оптимального типа энергоисточника должно учитывать экологические и социальные аспекты проблемы энергообеспечения потребителей региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Винокуров М.А., Суходулов А.П. Экономика Сибири: 1900–1928. – Новосибирск: Наука, 1996. – 320 с.
2. Гительман Л.Д. и др. Экономический механизм региональной энергетической политики. – Екатеринбург, 1997. – 255 с.
3. Гранберг А. Г. Основы региональной экономики. – 2-е изд. – М.: ГУ ВШЭ, 2001. – 495 с.
4. Иванова И.Ю. и др. Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. – Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
5. Данченко А.М., Задде Г.О., Земцов А.А. и др. Кадастр возможностей / Под ред. Б.В. Лукутина. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.: ил.
6. Зервос А., Линс К., Шафер О. Половина энергии от возобновляемых источников энергии к 2040 году – амбициозные прогнозы, которые могут стать реальностью // Возобновляемая энергия. – 2004. – № 3. – С. 9–11.
7. Разаков А.Т., Максименко Ю.Л. Российская программа развития использования возобновляемых источников энергии // Возобновляемая энергия. – 2004. – № 3. – С. 12–13.
8. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.). Что может дать энергия ветра // Энергия. – 2000. – № 2. – С. 13–25.